

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2330 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком $Q = 150$ м ³ /сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none">- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;- Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);- Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород,

	<p>расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>- Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>- Выбор буровой установки.</p> <p>- Технология изоляционно ремонтных работ с применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ</p>
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка бурильной колонны</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
---	--

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ст. преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Ст. преподаватель, Алексеев Николай Архипович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Технология изоляционно ремонтных работ с применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая	Общая и геологическая часть	10
25 мая	Технологическая часть	40
28 мая	Специальная часть	10
30 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	Социальная ответственность	15
3 мая	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К.Т.Н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев А.В.	К.Т.Н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, режим бурения, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности. Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрена технология изоляционно ремонтных работ с применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2330 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

Обозначения и сокращения

СНС - статическое напряжение сдвига

ДНС – динамическое напряжение сдвига

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО - противовыбросовое оборудование

БУ - буровая установка

ЦА - цементируочный агрегат

Оглавление

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	10
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	10
1.2. Горно-геологические условия бурения	11
1.3 Зоны возможных осложнений	11
1.4.Возможные осложнения по разрезу скважины.....	12
2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	13
2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	13
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	13
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	13
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	13
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	14
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	14
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	15
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	17
2.3. Углубления скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	18
2.3.3 Выбор типа калибратора	19
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	20
2.3.5 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	21
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	23
2.3.8 Проектирование компоновки низа бурильной колонны (КНБК) по интервалам бурения	25
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.4 Выбор гидравлической программы промывки скважины	28
2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	28
2.5 Проектирование процессов заканчивания.....	30
2.5.1 Расчет обсадных колонн	30
2.5.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	30
2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений	30
2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений.....	33
2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	35
2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины	35
2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	35
2.5.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	36
2.5.2.3 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	36
2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	38
2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	39
2.6 Выбор буровой установки	40
3 Технология изоляционно ремонтных работ с применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ	42
4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение.....	50
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	50
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	51
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	57
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	53
4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение	53
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	53
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	55

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	55
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	55
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	57
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	57
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	61
5.1 Производственная безопасность	61
5.2 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении.	64
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении.	68
5.2 Экологическая безопасность.....	68
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	69
5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	74
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
Заключение.....	78
Список использованных источников.....	79
Приложение А	81
Геологические условия бурения скважины.....	81
Приложение Б	87
Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)	87
Приложение В	89
Зоны возможных осложнений.....	89
Приложение Г.1	91
Совмещенный график давлений.....	91
Приложение Г.2	92
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	92
Приложение Д.1	93
Выбор породоразрушающего инструмента.....	93
Приложение Д.2	94
Выбор компоновки и расчет буровой колонны.....	94
Приложение Д.3	96
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	96
Приложение Д.4	119
Гидравлическая программа промывки скважины	119
Приложение Е.1	121
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	121
Приложение Е.2	119
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	122
Приложение И.1	106
Сметная стоимость строительства скважины	106

Введение

В России одной из ведущих отраслей является нефтегазовая отрасль и одним из условий увеличения успешной работы нефтегазодобывающих предприятий является строительство новых добывающих месторождений. Но новые формы отношений между добывающими предприятиями и управлениями буровых работ заставляют искать новые наиболее дешёвые, но в тоже время наиболее качественные способы бурения ствола скважины, вскрытия продуктивных пластов и их разобщение, а так же их вторичное вскрытия. Это необходимо чтобы уменьшить затраты на проводку скважины и в тоже время максимально уменьшить негативное влияние на пласт, в процессе бурения, закачивания и освоения скважины тампонажными и промывочной жидкостями.

Поэтому в данной выпускной квалификационной работе на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)». Было учтено рациональное использование всех необходимых, сил, материалов, средств, материалов, агрегатов для строительства данной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Красноярский край
Характер рельефа	Холмистый
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Красноярский Восточно- Сибирский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-6,5 +35 -62
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15 -2,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	254
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	210
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 32
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

1.2. Горно-геологические условия бурения

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2330 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и нефтеносным пластом. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2250-2300 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 150 м³/с

1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины.

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с тем, что проектируется разведочная скважина, выбирается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

На графике не наблюдается несовместимых интервалов по условию бурения, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления: глубина спуска 40м. (Четвертичное отложение 30м величина перекрытия составляет 10 м).

2. Кондуктор: глубина спуска 800м. (Покурская свита, величина перекрытия составляет 50 м).

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2330м. (Вскрытие продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30м).

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	40	40
Кондуктор	800	800
Эксплуатационная колонна	2330	2330

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-40м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0-800м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650-2330м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины[3].

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q=150\text{м}^3/\text{сутки}$ [3]:

$$D_{эк н} = 168\text{мм};$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк д \text{ расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк д \text{ расч}} \geq D_{эк м} + \Delta \quad (1)$$

где, $D_{эк м} = 187,7\text{мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 25\text{мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$187,7 + 25 = 212,7\text{мм}$$

$$D_{эк д \text{ расч}} = 215,9\text{мм},$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{эк д} = 215,9\text{мм}$.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к \text{ вн}}$ определяется по формуле[3]:

$$D_{к \text{ вн}} = D_{эк д} + 13\text{мм}, \quad (2)$$

$$D_{к \text{ вн}} = 228,7\text{мм};$$

$$D_{кн} = 269,9\text{мм};$$

Расчетный диаметр долота

$$D_{кд\text{ расч}} = D_{км} + \Delta = 269,9 + 25\text{мм} = 294,9, \quad (3)$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{кд} = 295,3\text{мм}$.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{квн}$ определяется по формуле:

$$D_{нвн} = D_{кд} + 10\text{мм} = 294,9 + 10 = 304,9 \quad (4)$$

$$D_{нвн} = 306,9\text{мм};$$

$$D_{нн} = 351\text{мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{нд\text{ расч}} = D_{нм} + \Delta = 351 + 39 = 390\text{мм}. \quad (5)$$

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{нд} = 393,7\text{мм}$.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	40	0	40	298,5	393,7
Кондуктор	0	800	0	800	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	2330	650	2330	146,1	188,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевского давления $P_{\text{му}}$, которая для газовых скважины рассчитывается по формуле[3].

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s}, \quad (6)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H, \quad (7)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху.

$$P_{\text{му}} = 18,4 \text{ МПа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-146х273**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{\text{пл}} = 0,101 \text{ МПа/10 м}$: **ОП5-180/80х21**.

2.3 Углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов[4].

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в табл. 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-800	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2330	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить

максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно[16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC[16].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними-твердыми породами. В интервале эксплуатационной колонны будет произведены операции по отбору керна, после которых необходимо произвести калибровку стенок скважины т.к. диаметр бурголовки будет меньшего диаметра чем долото[16].

2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя[2].

1. Для бурения интервала под направление 0-40м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 40-800м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами[15].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 800-2330м с PDC долотом не планируется использование калибратора.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в приложении Д.1.

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото[4].

Таблица 5 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-800	800-2330
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	3400	1315	10623
$D_d, \text{см}$	39,37	26,99	18,89
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,5	1
$G_{пред}, \text{кН}$	420	100	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	100	33,7	16,5
$G_2, \text{кН}$	78,74	135	189
$G_3, \text{кН}$	336	80	64
$G_{проект}, \text{кН}$	100	80	64

2.3.5 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в табл.6.

Таблица 6 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-800	800-2330
Исходные данные			
$V_d, \text{м/с}$	2,8	1,5	1
D_d	м	0,3937	0,2699
	мм	393,7	269,9
$\tau, \text{мс}$	7	-	-
z	24	-	-
α	0,7	-	-
Результаты проектирования			
$n_1, \text{об/мин}$	136	106	101
$n_2, \text{об/мин}$	681	-	-
$n_3, \text{об/мин}$	687	-	-
$n_{проект}, \text{об/мин}$	136	106	101

Для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1, n_2, n_3 первое является оптимальным, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 . Для безопорных долот принимается значение n_1 .

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2330
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2699	0,1889
	мм	393,7	269,9	188,9
G _{ос} , кН		-	110	110
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	239,9	167,9
M _р , Н*М		-	36000	25000
M _о , Н*М		-	134,95	94,45
M _{уд} , Н*М/кН		-	325	228

Для интервала бурения 40-800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ВЗД ДГР-240М.7/8.55, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель

ДРУ2-172РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород[15].

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.55	40-800	240	9975	2432	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	800-2330	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-800	800-2330
Исходные данные			
$D_d, \text{ м}$	0,3937	0,2699	0,1889
K	0,65	0,5	0,4
K_k	1,3	1,3	1,5
$V_{кр}, \text{ м/с}$	0,15	0,12	0,1
$V_m, \text{ м/с}$	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бт}, \text{ м}$	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, \text{ м}$	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}, \text{ м}$	0,0254	0,0127	0,0111
N	3	5	9
$V_{кпмин}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, \text{ м/с}$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,2	1,15	1,08
$\rho_n, \text{ г/см}^3$	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{ л/с}$	79	28	11
$Q_2, \text{ л/с}$	82	68	39
$Q_3, \text{ л/с}$	163	40	30
$Q_4, \text{ л/с}$	25	17	16
$Q_5, \text{ л/с}$	44	37	58
$Q_6, \text{ л/с}$	-	19-57	19-38

Таблица 10 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-800	800-2330
Исходные данные			
$Q_1, \text{ л/с}$	79	28	11
$Q_2, \text{ л/с}$	82	68	39
$Q_3, \text{ л/с}$	163	40	30
$Q_4, \text{ л/с}$	25	17	16
$Q_5, \text{ л/с}$	44	37	58
$Q_6, \text{ л/с}$	-	30-75	19-40
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	82-160	37-40	19-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{ л/с}$	82	37	19
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}, \text{ л/с}$	-	57	38
$\rho_1, \text{ кг/м}^3$	-	1000	1000
$\rho_{бр}, \text{ кг/м}^3$	-	1190	1070
$M_{тм}, \text{ Н*м}$	-	18000	12000
$M_{тб}, \text{ Н*м}$	-	48770	28520

2.3.8 Проектирование компоновки низа бурильной колонны (КНБК) по интервалам бурения

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроджект»[18].

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление

Бурение интервала 0 – 40м под направления производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

Кондуктор

При бурения интервала 40-800м под кондуктор рекомендуется использовать полимерглинистый буровой раствор на водной основе.

Полимерглинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервала 800-2150м под эксплуатационную колонну, до первичного вскрытия продуктивного пласта за 100м, предлагается использовать переведенный объем полимерглинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор, разбавленного водой до необходимой плотности и обработанного реагентами для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора.

Для бурения интервала 2150-2330 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия предлагается использовать биополимерный буровой раствор, для минимизации вредного воздействия на продуктивный горизонт.

KCL/полимерный (биополимерный) раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, он прекрасно подходит для бурения в интервале продуктивного пласта.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». [19]

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3

2.4 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроджект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Д.4.

2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2250-2300м, Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

1. Интервал отбора керна 2248-2302м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отборочного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения планируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый-трещиноватого типа – представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитом. Для сохранения отборочного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования кернаприемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале. После отбора керна

произвести калибровку ствола скважины т.к. диаметр бурголовки меньше диаметра долота.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-187,3/100 МС	187,3	100	3-161	12

Таблица 12 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верхняя	нижняя	
УКР-172/100 Кембрии	172	14 (2)	100	14315	3-133	3-161	1480

Таблица 13 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2248-2302	УКР-172/100 Кембрии	2-5	60-120	18-25

2.5 Проектирование процессов заканчивания

2.5.1 Расчет обсадных колонн

2.5.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	850	глубина скважины, м	2330
высота столба буф. жидкости h_1 , м	650	высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	130
высота цем. стакана $h_{ст}$, м	10	дин. уровень скважины $h_о$, м	1950

2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 1 и 2.

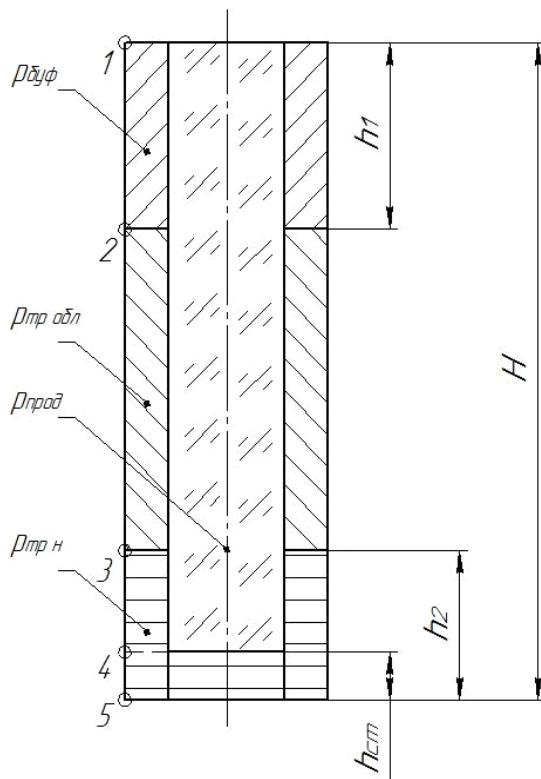


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

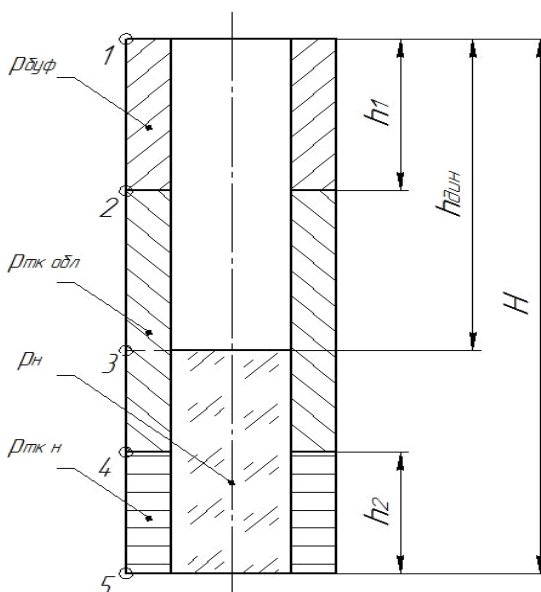


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 15 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 3.

Таблица 15 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	650	0,63	2	650	7
3	2200	8,2	3	1553	20,3
4	2320	9,2	4	2200	24,4
5	2330	9,2	5	2330	25,6

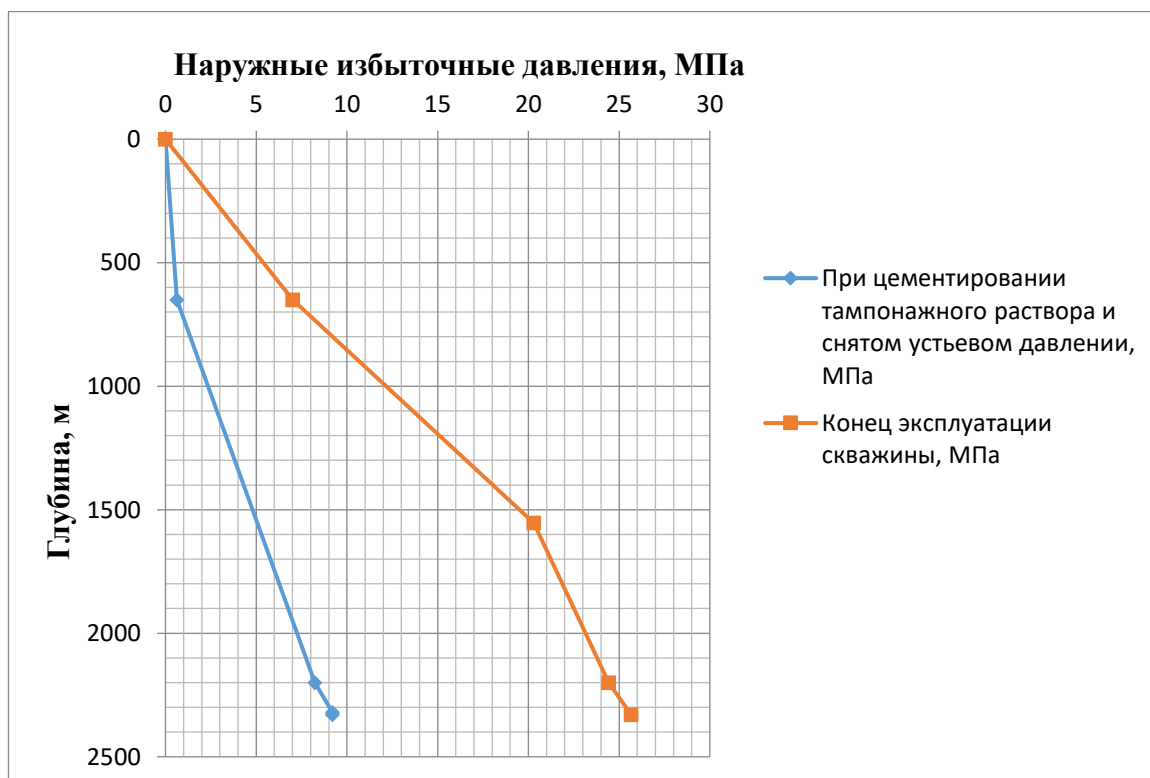


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (9)$$

где P_v – внутреннее давление;

P_n – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 5.

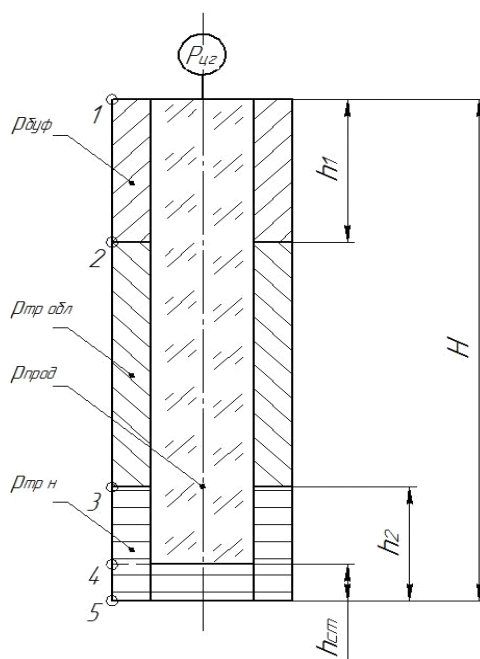


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

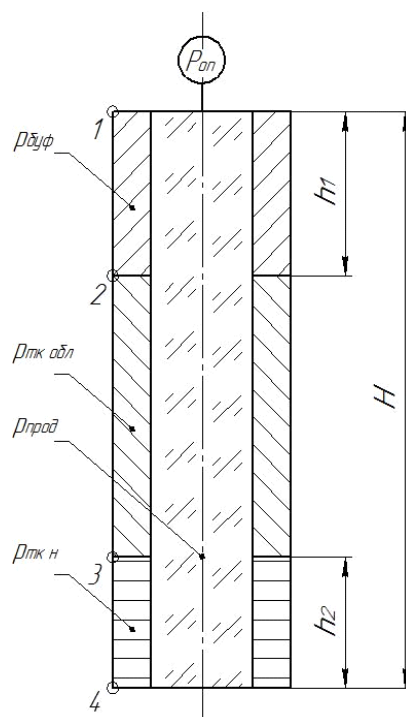


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 16 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 16 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	17,6	1	0	12,5
2	650	17	2	650	11,86
3	2200	9.4	3	2200	9,96
4	2320	8.46	4	2330	9,5
5	2330	8.46			

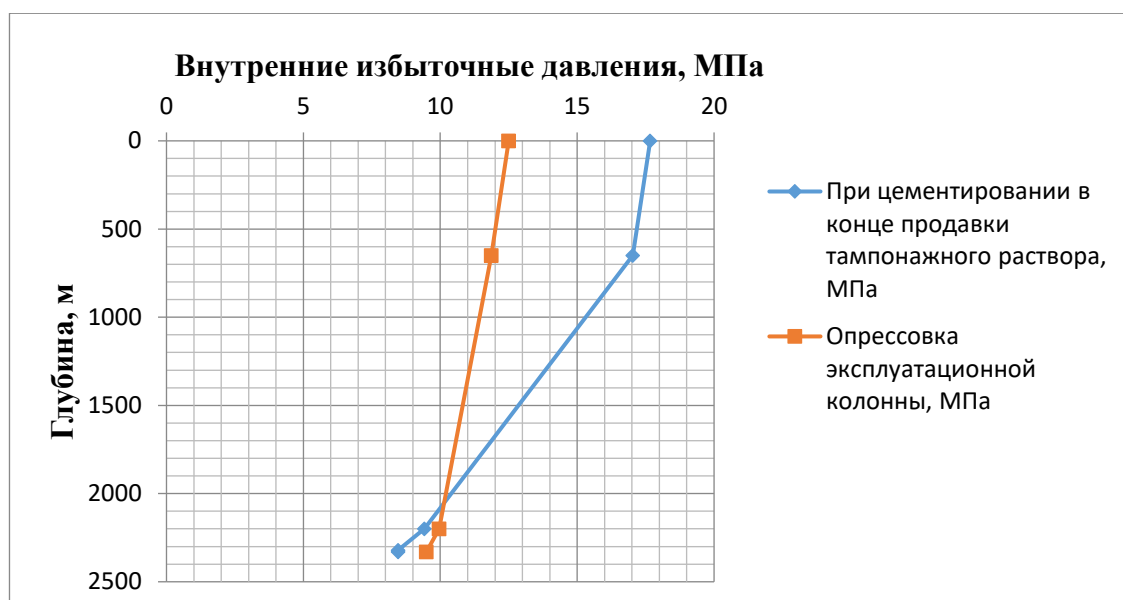


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений.

2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 17 представлены рассчитанные характеристика обсадных

Таблица 17 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	8,5	130	0,290	37,	37	2330-2200
2	Д	7,7	350	0,265	92,75	130,45	2200-1850
3	Д	7,0	385	0,243	93,5	223,95	1850-1475
4	Д	6,5	1475	0,226	333,35	557,3	1475-0

2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (10)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 35,6$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0.22$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 48,26$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$35,6 \text{ МПа} \leq 45,8 \text{ МПа}.$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.5.2.1 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 18 представлены объёмы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 18 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости		Расчётный объём, м ³
Буферная		20,093
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	2,6
	Тампонажный раствор нормальной плотности	21,3
Продавочная		55,6

2.5.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблицу 19 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 19 – Объёмы тампонажных смесей и компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{\text{тр}}=1850 \text{ кг/м}^3$	5,9	7817	6,7
$\rho_{\text{тробл}}=2073,55 \text{ кг/м}^3$	47,8	38023	15,6
Сумма	53,7	45840	22,3

2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата [10]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (11)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования МПа,

$$P_{цг} = 20,49 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,61 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [10]:

$$m = G_{сyx} / G_6, \quad (12)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У);
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементирующих агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования.

На рисунке 7 приведена схема расположения цементирующего оборудования.

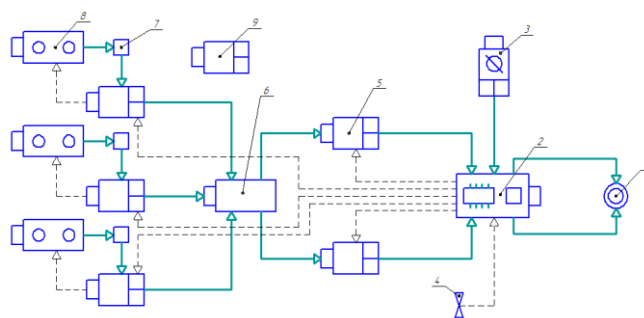


Рис. 7. Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1 – устье сважины; 2 – Блок манифольдов СИН-43; 3 – Станция КСКЦ 01; 4 – подводящая водяная линия; 5 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 6 – осреднительная установка УО-16; 7 – бачок затворения; 8 – цементосмесительная машина УС6-30; 9 – цементирующий агрегат ЦА-320М (резервный).

2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 21.

Таблица 21- Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
3	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-146
		1	Обратный клапан ЦКОД-146-1-ОТТМ
		123	Центраторы ЦЦ-1-126/216
		193	Центраторы ЦЦ-2-126/216
		1	Пробка ПЦН-146
		1	Пробки ПВЦ-146
		1	Пакер заколонный ПДМ-146

2.6 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5х6, при этом грузоподъемность установки БУ – 3000 ЭУК-1М. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	99	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	70	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	129,05	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,31
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ – 3000 ЭУК-1М приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК-1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевой системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	550 – 670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3 Технология изоляционно ремонтных работ с применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ

Ремонтно-изоляционные операции - работы по изоляции осложненных зон проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и перекрытию от нее отдельных пластов и обводненных зон. Такие работы - одни из наилучших средств по увеличению степени добычи нефти из пласта.

Ремонтно-изоляционные операции в скважине проводят в случаях, когда необходимо:

- обеспечить перекрытия продуктивных зон от вод,
- для создание цементного стакана на забое скважины или цементного мост в колонне,
- изолировать фильтр при переводе скважины на выше - или нижезалегающий горизонт,
- для создание цементного пояс в призабойной зоне скважины для надежного перекрытия,
- изолировать дефекты в эксплуатационной колонне,
- отделения продуктивных зон друг от друга в горизонте спуска хвостовика или эксплуатационной колонны при бурении второго ствола и зарезке ,
- закрепить призабойную зону скважины с целью уменьшения пробкообразования.

Требование к технологии - обеспечение закачки рабочего раствора продавливание в интервал изоляционного агента в скважину. Это достигается за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, в результате заполнения скважин однородной по плотности жидкости; применяют рабочие растворы плотностью большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров.

В большинстве случаев при капитальном ремонте скважин занимают ремонтно-изоляционные операции, которые связанные с целостности цементного кольца,

с восстановлением целостности и герметичности обсадных колонн, межколонных перетоков и ограничения притока вод, а также отсечения интервалов обсадных колонн с помощью цементных мостов для перехода на эксплуатацию выше лежащих горизонтов, для забурки боковых стволов, для проведения ГРП.

Частый случай, когда, установка цементного моста напротив перекрытого интервала, находится не на расчетном интервале. Это происходит в скважинах с высокой приёмистостью и посаженным пластовым давлением. В скважинах с высоким пластовым давлением и большим газовым фактором цементный мост во время ОЗЦ «прошивается» и операцию приходится проводить несколько раз до получения положительного результата.

Для повышения качества (РИР) решения проблемы, это сокращение срока ремонта, а также уменьшение расходов на проведение на нефтепромыслах Западной Сибири и не только, было внедрено оборудование компании ООО «Югсон-Сервис» — разбуриваемые мостовые пробки серии ПМ, ПМЗ (рис 8-9)



рис. 8 - пробка
мостовая



рис 9 - пробка
мостовая
заливочная

Мостовые пробки выпускаются в нескольких исполнениях.

Рассмотрим 2 определённых типа:

ПМ (пробка мостовая) — для перекрытия интервала изоляции э/к,

ПМЗ (пробка мостовая заливочная) — для проведения заливки в под пакерной зоне. Выпускаются в исполнениях с перепадом давления 35 МПа и 100 МПа.

Технология установки пробок мостовых заключается в спуске компоновки, состоящей из пробки мостовой ПМ или ПМЗ, гидравлической установочной компоновки ГУК. При необходимости проводится привязка партий геофизиков.

Путем создания давления в НКТ гидравлический узел воздействует на пробку мостовую, тем самым пробка мостовая деформируется и уплотняется в межтрубном пространстве. При достижении заданного давления 17–18 МПа гидравлический узел разъединяется от пробки. В случае установки пробки мостовой ПМ производится опрессовка и подъем гидравлического узла. При установке пробки мостовой заливочной производится проверка приемистости и закачка тампонажных материалов в подпакерную зону непосредственно через ГУК. После извлечения гидравлического узла из пробки ПМЗ срабатывает обратный клапан, тампонажный материал остается в подпакерной зоне под давлением. ГУК извлекается. Гидравлический способ посадки позволяет гарантированно безотказно производить установку пробок мостовых в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Пробка мостовая ПМ (рис. 10) используются для:

- изоляции нижезалегающего горизонта не требуется цементный мост, при подготовке скважины к РИР или ГРП,
- изоляции интервалов обсадной колонны на разведочных скважинах при переходе на вышезалегающего горизонта,
- также применяются для клина отклонителя, при зарезке боковых стволов.

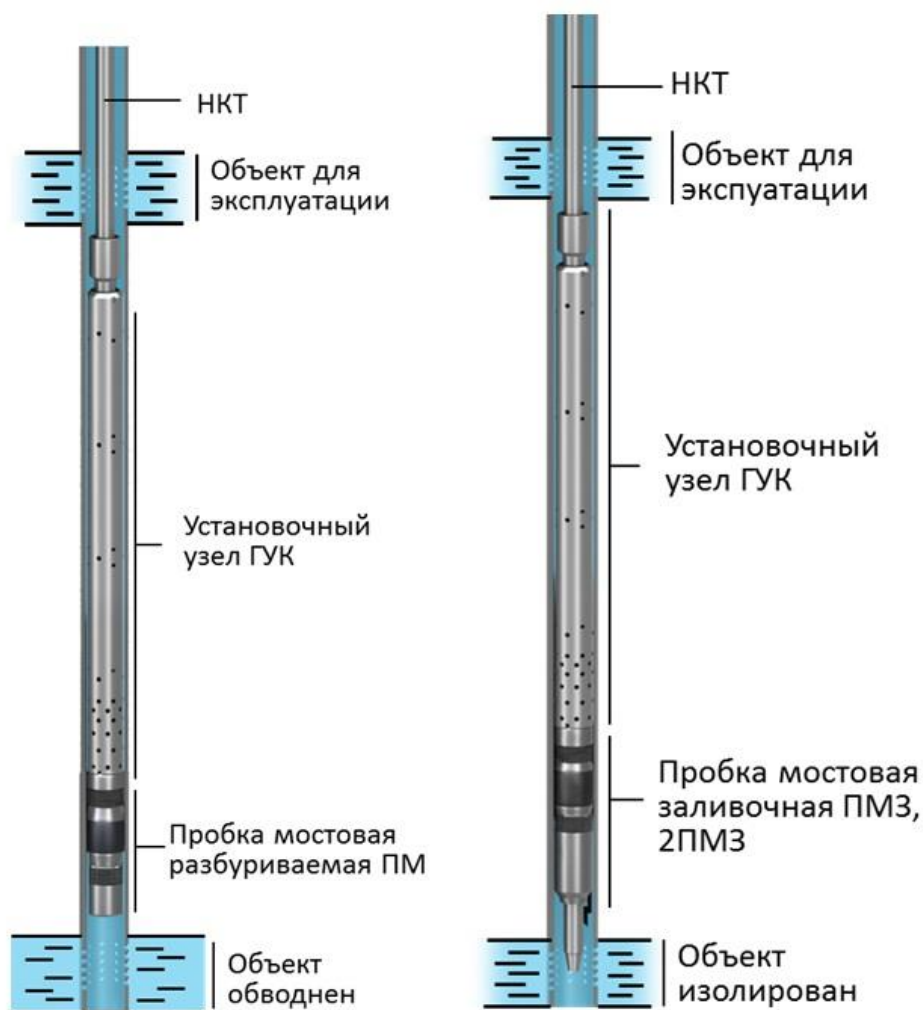


Рис. 10 Схема применения ПМ и ПМЗ.

Применение мостовых пробок ПМ в отличие от обычных цементных мостов за счет отсутствия дополнительных СПО и отсутствия ОЗЦ – позволяет в разы сократить продолжительность и стоимость ремонта. При использовании пробок мостовых позволяет установить их в интервале с высокой точностью, в отличие от аналогичной технологичной, которые несут не целесообразные расходы на ненужные СПО. При изоляции продуктивного горизонта исключает загрязнение, которая имеет важную роль при работе с пластами с низкими фильтрационными свойствами.

ПМЗ целесообразно применять для перекрытия продуктивного пласта, ликвидировать негерметичности колонны или заколонного перетока.

Благодаря наличию обратного клапана в конструкции пробки мостовой заливочной, СПО можно проводить после цементируемых работ, что в свою очередь уменьшит время ремонта и ускорит ее ввод в эксплуатацию.

Пробки мостовые изготовлены из хорошо разбухающего материала, защищены от эффекта подшипника при бурении, благодаря этому процессу было достигнуто среднее время, разбухания составляет 2-4 часа.

Процесс применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ

А) В скважину на трубах спускается гидравлическая установочная компоновка ГУК с пробкой мостовой ПМ. При достижении заданной глубины плавно создается давление в трубах не менее 17 МПа. Манжет деформируются и уплотняют межтрубное пространство. Резкое падение давления свидетельствует о том, что пробка ПМ установлена, а ГУК освобождена. Отсутствием затяжек при подъеме подвески труб на 1,5-2 м. последующей разгрузкой на 2-3 т. Проверяется посадка ПМ.

Б) Гидравлическая установочная компоновка поднимается из скважины.

В) Затем спускается с пробкой мостовой заливочной ПМЗ оснащенной обратным клапаном. Создается давление в подвеске труб 17 МПа, устанавливается ПМЗ и освобождается ГУК. Отсутствием затяжек при подъеме подвески труб на 1,5-2 м. и последующей разгрузкой на 2-3 т. Проверяется посадка ПМЗ

Г) Закачкой жидкости под давлением определяется приемистость скважины.

При достаточной приемистости производится закачка изоляционного материала через специальное отверстие в зону негерметичности

Е) при подъеме подвески труб на 2-3 метра, ГУК выходит из пробки, при этом происходит закрытие обратного клапана в ПМЗ.

Обратной промывкой вымываются излишки изоляционного материала и производится подъем ГУК из скважины.

a)



б)



в)



г)



д)



е)



Преимущества

Закачка тампонажного раствора в подпакерную зону производится сразу после установки мостовой пробки, без дополнительных спуско-подъемных работ;
Простота конструкции по сравнению с другими аналогами, металлоемкость и хорошая разбуриваемость пакера;
пакеровка в горизонтальных, наклонных и глубоких скважинах;
использования мостовых пробок при ремонтно-изоляционных работах значительно сократит проведения технологических работ, снизит стоимость работ и повысит их качество.

Вывод

Применения пробок мостовых при ремонтно-изоляционных работах обеспечит:

- значительно сократить время проведения ремонтно-изоляционных операций;
- снизить стоимость;
- повысить их качество;
- исключить загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта;
- после закачки тампонирующим сохранением подпакерного давления на время ОЗЦ
- производить установку в заданном интервале с высокой точностью.
- во время ОЗЦ проводить спуско-подъемные операции;

Изготавливаются из легкоразбуриваемых материалов, среднее время разбуривания 2-4 часа.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович		

4 Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение

4.1.4 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в табл. 24.

Таблица 24 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	2330
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298,5 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 219,1 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2330 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40м	82
- в интервале 40-800м	37
- в интервале 800-2330м	19
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 40-800м	УБТС1-203 – 12 м
- в интервале 800-2330м	УБТС 165.1 Д – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-800 м	ДГР-240М.7/8.55
- в интервале 800-2490 м	ДРУ2-172РС
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-40 м	127'9
- в интервале 40-800 м	127'9
- в интервале 800-23300 м	127'9
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-40 м	393,7GRD111
- в интервале 40-800 м	БИТ 269,9 ВТ 416
- в интервале 800-2330 м	БИТ 189,9 ВТ 613 Н

4.1.3 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Красноярскому краю представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Нормы механического бурения на месторождении Томской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,026	490
2	40	800	760	0,032	840
3	800	2330	1530	0,036	1600

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (13)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,026 = 1,04 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,026	1,04
760	0,032	24,32
1530	0,036	55,08
Итого		80,44

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (14)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
40	490	0,08
760	840	0,9
1530	1600	0,95
Итого на скважину		1,93

4.1.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

1. спуск бурильных свечей;
2. подъем бурильных свечей;
3. подъем и установка УБТ за палец;
4. вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
5. подготовительно-заключительные работы при СПО;
6. наращивание инструмента;
7. промывка скважины перед подъемом инструмента;
8. промывка скважины перед наращиванием инструмента;
9. смена долота;
10. проверка люфта турбобура;
11. смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
12. крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (15)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении Е.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, технической колонны 18 ч эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;

- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (16)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (17)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 29 = 11 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (18)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5. \quad (19)$$

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,458 \cdot 2 + 5 = 5,91$ мин

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69$ мин

3. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{конд.}} = 96 \cdot 2 + 5 = 197$ мин

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,91 + 69 + 197 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 469,91 \text{ мин} = 7,83 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени

проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 189,362 часов или 7,89 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$189,36 \times 0,066 = 12,5 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$189,36 + 12,5 + 25 = 226,86 \text{ ч} = 9,45 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край) представлена в приложении Е.2.

4.2Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (20)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (21)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 28.

Таблица 28– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,524	1,66	0,07
кондуктор	35,96	39,19	1,63
эксплуатационная колонна	87,53	95,4	3,97
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	176,97	192,89	8,03

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении И.
Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении И.

4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (22)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (23)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (24)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (25)$$

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (26)$$

где C_{cm} - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ - плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 2

Таблица 29-Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2330
Продолжительность бурения, сут.	8,03
Механическая скорость, м/ч	28,96
Рейсовая скорость, м/ч	18,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9656
Проходка на долото, м	1207
Стоимость одного метра	62618

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович

Институт	ИШПР	Кафедра	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении.	Вредные факторы 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. Опасные факторы 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	Бурении скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Серкин Александр Владимирович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 30 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Видработ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточнаяосвещенность рабочейзоны		
	Нервно-эмоциональноенапряжение		
	Превышениесуровнейшума		
	Превышениесуровнявибрации	Электричес кийток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзр ывобезопас ность	
Полевойэтап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте,на кустовойплощадк е	Превышениесуровнейшума	Движущи еся машины и механизм ы	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Превышениесуровнявибрац ии	Электрическ ийток	

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении.

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 31) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 31 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	16	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	16	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°С и ниже и теплый период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха выше +18°С.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 32

Таблица 32 –Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Недостаточная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 54 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 33 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее мест о, подлежащееосве	Разряд зрительн ойработ ы	Место установки светильников	Отраслева я норма осв ещенн ости, ПК	Нор ма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-300 к вер- тикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талево	IV	На лестничных площадках по высоте	13	80
Полати верхово горабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола по-латей, под	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно- насосный бло к, эл/моторы,	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Превышение уровней шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

Превышение уровней вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 34 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристик и помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 35 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 13	7, 1	2,5 11	1, 3	1, 1	1, 1	1, 1	1, 1	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5, 0	5, 0	3, 5	2, 5	1, 8	1,3 10	0, 9

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной

скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.
5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Электробезопасность:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных незаизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токопроводящий пол и имеет невысокую влажность. ПУЭ

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому

регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан

не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама

является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

Таблица 36 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды CH)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 37 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м³/час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	строительно-монтажных работ;	100,00	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	бурения и крепления;	419,59		
	испытания	210,04		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 59.

Таблица 38 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),

- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 39

Таблица 39 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Заключение

В ходе исполнения дипломной работы на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)».

Были аргументированы: способ бурения, профиль и конструкция скважины. Приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет частоты вращения долота, расчет осевой нагрузки на долото, разработаны режимы бурения для всех интервалов, обоснован выбор бурового раствора и его расход, расчет частоты вращения долота. Выбрана буровая установка наклонно-направленный бурения. Спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн. Выбрана буровая установка наклонно-направленный бурения. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшими потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшем коэффициентом ее работы.

В расчетной части работы приведен расчет гидравлической программы, промывки скважины. В проекте произведен расчет нормативной продолжительности строительства скважины, предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

В проекте произведены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений. Рассчитаны нормативы продолжительности строительства скважины.

Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. – М.: недра, 1996.
3. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
7. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с
10. Мохаммад Н. Бестраншейные технологии трубопроводов : установка и проверка, 2010-482 с.
11. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб.пособие для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.

12. Спрынник Ю.Н. нефть, газ, оборудование: терминологический словарь . – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004 – 311 с.
13. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. СТТ, 2005-588
14. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам : учеб. пособие . – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности . – М. НПО ОБТ, 2003 – 160 с.
16. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
17. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
18. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.для ВУЗов. – М.: ООО«Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
- 19.Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие для вузов. М.: Недра, 1999 – 424 с.
- 20.Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / коллектив авторов под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского . – Екатеринбург: УГГГА. 2002 – 592 с.

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные отложения	Q	1,3
30	180	Некрасовская	P ₃ nK	1,3
180	230	Чеганская	P ₃ cg	1,3
230	420	Люлинворская	P ₂ II	1,3
420	450	Талицкая	P ₁ ZI	1,3
450	600	Ганькинская	K ₂ gn	1,6
600	645	Славогородская	K ₂ sl	1,6
645	742	Ипатовская	K ₂ ip	1,6
742	762	Кузнецовская	K ₂ kz	1,6
762	1647	Покурская	K ₁₋₂ pk	1,6
1647	2253	Киялинская	K ₁ kis	1,6
2253	2350	Тарская	K ₁ tr	1,2

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые;
P ₃ нК	30	180	пески глины алевриты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разномернистых, иногда глинистых, алевроитов и серых песчано-алевритистых глин ;
P ₃ сг	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P ₂ II	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P ₁ ZI	420	450	глины алевролиты	90 10	глины темно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;

Продолжения таблицы А.2

K ₂ gn	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K ₂ sl	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков ;
K ₂ ip	645	742	пески песчаники глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконитовых и глин серых, алевроитистых, иногда опоковидных;
K ₂ kz	742	762	глины	100	глины серые, темно-серые, участками известковистые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов;
K ₁₋₂ pk	762	1647	песчаники алевролиты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу - включения углистого детрита;
K ₁ kis	1647	2253	глины песчаники алевролиты	50 40 10	чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K ₁ tr	2253	2350	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	песчаники мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных;

Таблица А.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф ического подразделе ния	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Прони- цаемость, мдарси	Гли- нис- тость, %	Карбо- нат- ность, %	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от (вер х)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Суглинки Глины	2,3 2,2	35 10	0 0	80 100	0 0	- 10	1 5	10 4	Мягкая Мягкая
P ₃ нК	30	180	Пески Глины Алевриты	2,1 2,3 2,3	25 10 30	1000 0 30	30-40 80 20	0 0 0	15 - 10	1 2 5	4 4 10	Мягкая Мягкая Мягкая
P ₃ сг	180	230	Глины Пески	2,2 2,0	10 25-30	0 1000	100 20	0 0	10 -	2 5	4 10	Мягкая Мягкая
P ₂ II	230	420	Глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P ₁ ZI	420	450	Глины алевролиты	2,2 2,3	10 15	0 20-30	100 30-40	0 0	35 150	1 5	4 10	Мягкая Средняя
K ₂ гн	450	600	Глины пески	2,2 2,1	20 18-25	0 0	90-100 10-20	0-10 0-3	30 -	1 1	4 10	Мягкая Мягкая

Продолжения таблицы А.3

K ₂ sl	600	645	Глины	2,2	18-20	0	90-100	0-10	25	1	4	Мягкая
			Пески	2,1	16	10-15	5-20	0-3	-	1	10	Мягкая
K ₂ ip	645	742	Глины	2,2	16-18	0	90-100	0-10	25	1	4	Мягкая
			Песчаники	2,2	16-22	10-500	5-20	0	130	1	10	Средняя
			Пески	2,1	18-25	1000-2000	5-20	0-3	-	1	10	Мягкая
K ₂ kz	742	762	глины	2,2	10	0	90-100	0-5	35	2	4	Мягкая
K ₁₋₂ pk	762	1647	Песчаники	2,2	22	10-900	20	3	135	5	10	Средняя
			Глины	2,1	16	0	100	3	30	5	4	Мягкая
			алевролиты	2,3	16-18	15	30	3	60	2,5	6	Средняя
K ₁ kis	1647	2253	Глины	2,4	10	0	100	3	28	1	4	Средняя
			алевролиты	2,4	14-16	0-10	20-30	3	60	1	6	Средняя
			песчаники	2,2	22	10-900	20	3	150	1	10	Твёрдая
K ₁ tr	2253	2350	Песчаники	2,2	16-22	20-900	20	5	100	3,5	10	Средняя
			Аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	1	4	Средняя
			Алевролит	2,3	15	10	10-30	5	140	3	6	Твёрдая

Таблица А.6 - Градиенты давлений и температура по разрезу скважин

Интервал, м		Градиенты давлений, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового	порового	гидроразрыва	горного	
0	30	0,100	0,100	0,200	0,230	6
30	180					6
180	230					10
230	420					15
420	450			0,180		16
450	600					19
600	645					22
645	742					26
742	762	27				
762	1647	0,101	0,101	0,170		51
1647	2253					70
2253	2350					72

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 - Нефтеносность

Индекс	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см3		Содержание в % по весу		Ожидаемый дебит, м³/сут	Параметры растворённого газа					
									Газовый фактор, м³/т	Содержание в % по объёму		Относи- тельная по воз- духу плот- ность газа	Коэф- фици- ент сжи- маемо- сти 10 ⁻⁴ /МПа	Давле- ние насы- щения в пла- стовых усло- виях, МПа
	серо- водо- рода	углеки- сло- го газа												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K ₁ (Б ₁₁₋₁₂)	2250	2300	Поровый	0,77	0,85	0,04	0,07	150	до 25	0	0	0,968	1,74	7,0

Таблица Б.2 - Водоносность

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Плот- ность, г/см ³	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницае- мость, мдарси	Химический состав воды в мг. эквивалентной форме						Степень минерализа- ции, мг.экв	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да,нет)
	от	до				анионы			катионы				
						Cl	SO ₄	HCO ₃	Na	Mg	Ca		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q-P ₃	0	230	1,000	-	2500	-	-	6,0	2,4	1,1	2,5	0,3	да
K ₁₋₂	762	1647	1,010	300	1500	50	-	-	48	1	1	13	нет
K ₁	1647	2250	1,011	10-100	10-25	50	-	-	38	1	11	26	нет

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Поглощения бурового раствора

Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м3/час	Причины возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
от	до			
0	450	0,5-1	Повышение плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка раствора от выбуренной породы, недопустимо высокие спуска инструмента,	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химреагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки
762	1647	1	репрессия на пласт более 10% гидростатического давления	

Таблица В.2 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Интервал, м		Название породы	Причины возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
от	до			
0	450	Глины Суглинки Пески	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора	Бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора ингибирующими глинистыми минералами химреагентами, постоянный долив скважины при подъёме инструмента проработка ствола скважины
450	1647	Глины Пески	по отношению к глинистым породам	

Таблица В.3 - Нефтеводопроявления

Интервал, м		Вид прояв- ляемого флюида	Условия возникновения	Характер проявления
от	до			
762	1647	вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора
1647	2627	вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора
2250	2300	нефть	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора, появление в растворе пузырьков газа

Таблица В.4 - Прихватаопасные зоны

Интервал, м		Вид возможного прихвата	Условия возникновения	Характер проявления
от	до			
0	450	Возможны посадки и затяжки бурильного инструмента, заклинка инструмента, сальнико- и кавернообразования, сужения ствола скважины	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий	Качественный буровой раствор, постоянный долив скважины при подъёме бурильного инструмента, проработка ствола скважины
450	1647			
2253	2327			

Приложение Г.1 (Обязательное)

Совмещенный график давлений

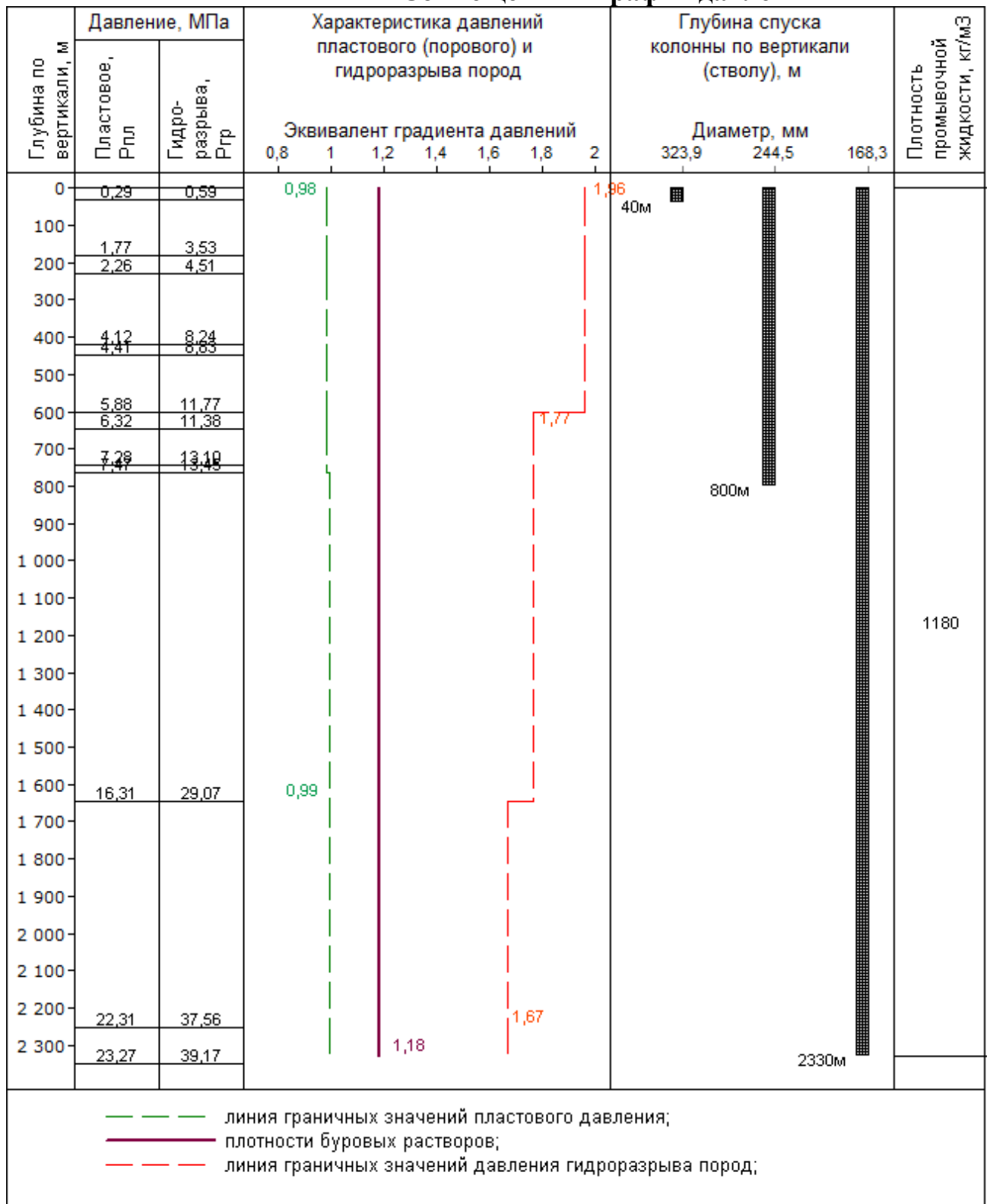


Рисунок Г.1 - Совмещенный график давлений

Приложение Г.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

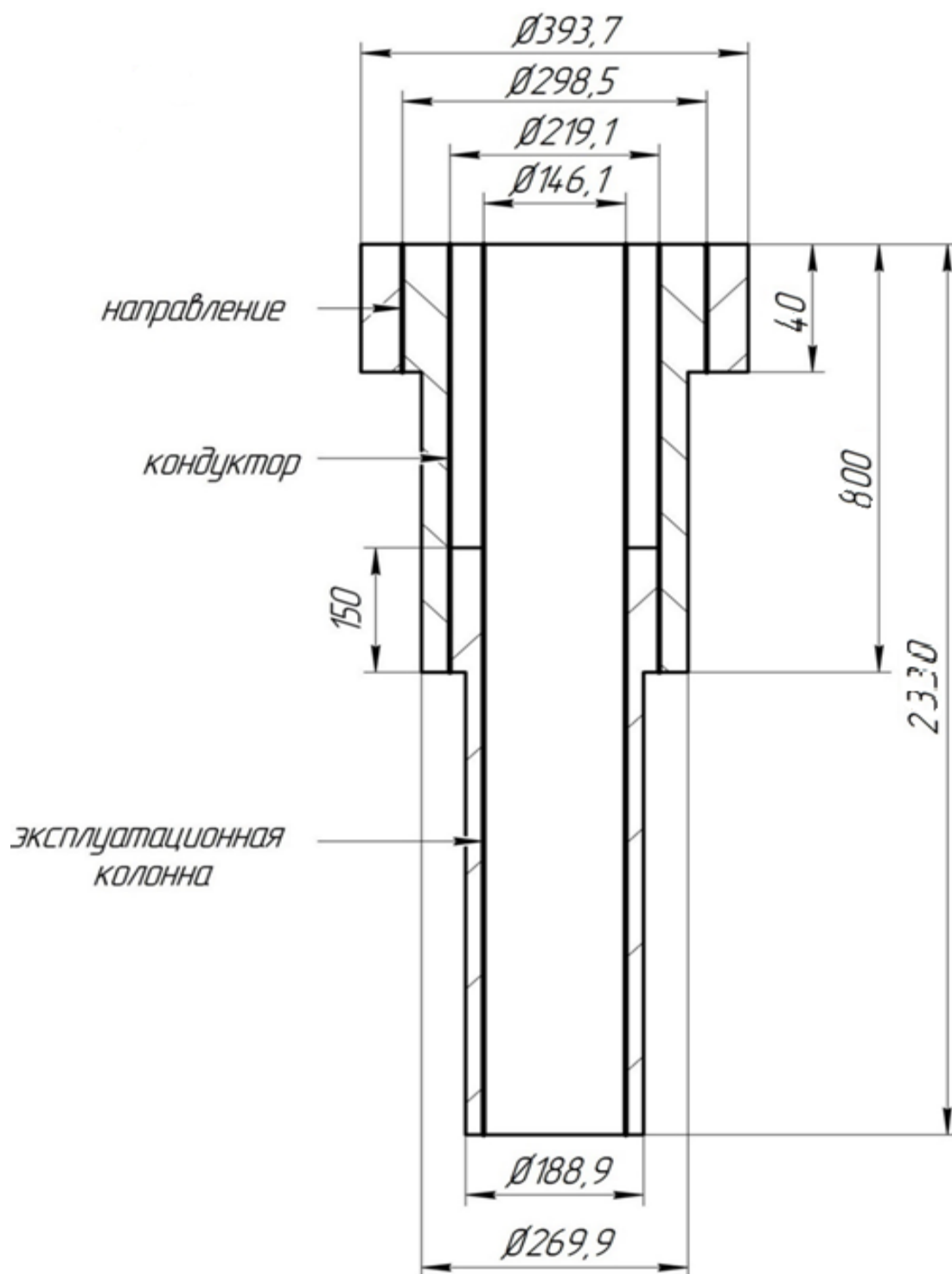


Рисунок Г.2 - Конструкция скважин

Приложение Д.1
(Обязательное)
Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2330
Шифр долота		393,7GRD111	БИТ 269,9 ВТ 416	БИТ 189,9 ВТ 613 Н
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	188,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	Pin 7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м				
Масса, кг		180	83	43,0
G, тс	Рекомендуемая	32-40	8	6
	Предельная	42	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-440	60-200
	Предельная	320	440	200

Таблица Д.1.2 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2330
Шифр калибратора		Без калибратора	К269,9 МС 3 - 152	Без калибратора
Тип калибратора		-	С прямыми лопастями	-
Диаметр калибратора, мм		-	269,9	-
Тип горных пород		-	М, М-С	-
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	Н152/М152	-
	API	-	-	-

Приложение Д.2
(Обязательное)
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-40м)							
1	Долото 393,7GRD111	0,40	393,7	-			0,18
					3-177	Ниппель	
2	Переводник М -177х171	0,52	203	101	3-177	Муфта	2,73
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТС 229	36	229	90	3-171	Ниппель	9,82
					3-171	Муфта	
4	Переводник П -171х133	0,54	178	89	3-171	Ниппель	0,08
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба БТ ПК 127х9	До устья	127		3-133	Ниппель	0,12
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (40-800м)							
1	Долото БИТ 269,9 ВТ 416	0,29	269,9	-			0,08
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 269,9 МС	1,0	178	70	3-152	Муфта	0,18
					3-152	Ниппель	
3	Переводник М-152х171	0,52	203	122	3-152	Муфта	0,67
						Муфта	
					3-171		
4	ВЗД ДГР-240М.7/8.55	9,97	240	-	3-171	Ниппель	2,07
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КО-240	0,63	240	67	3-171	Ниппель	2,17
					3-171	Муфта	
6	Переводник П -171х147	0,52	197	101	3-171	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТС1-203	12	203	80	3-147	Ниппель	2,58
					3-147	Муфта	

Продолжения таблицы Д.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
8	Переводник П -147х133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	0,08
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х9	До устья	127	107	3-133	Ниппель	35,05
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-2330м)							
1	Долото БИТ 189,9 ВТ 613 Н	0,25	188,9	-			0,04
					3-117	Ниппель	
2	Переводник М -117х117	0,4	163	80	3-117	Муфта	0,04
						Муфта	
3	ВЗД ДРУ2-172РС	5	172	-	3-117	Ниппель	1,01
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КО-172	0,51	172	72	3-133	Ниппель	0,07
					3-133	Муфта	
5	Переводник П -121х133	0,4	163	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-121	Муфта	
6	УБТ УБТС 165.1 Д	60	165,1	71,4	3-121	Ниппель	6,18
					3-121	Муфта	
7	Переводник П -133х117	0,50	146	58	3-121	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба БТ ПК 127х9	До устья	127	107	3-133	Ниппель	85,11
					3-133	Муфта	

Приложение Д.3 (Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,20	40	-	-	-	-	-	< 2,0
Полимер-глинистый	40	800	1,15	35	18	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимер-глинистый	800	2150	1,08	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2150	2330	1,08	50	15	100	40-70	< 6	10	< 0,5

Таблица Д.3.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалом бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода
Полимер-глинистый	40	800	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимер-глинистый	800	2150	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2150	2330	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Таблица Д.3.3 -Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2330 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,3	6,45
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,52$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 16,89$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 23,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 8,95$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	800	800	269,9	279,9	1,3-1,6	59,29
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 39,62$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 159,63$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 173,69$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 8,95$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 213,56$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 61,79$

Продолжение таблицы ДЗ.3

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
80 0	2150	1350	188,9	202,9	1,6	86,18
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 10,20
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 43,48
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 175,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 237,79
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 61,79
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 147,9
Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
21 50	2330	180	188,9	202,9	1,2	30,58
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1.36
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,76
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 65,15
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 80,51
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев3} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 197,5

Таблица Д.3.4 –Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	Уп	кг	Уп	кг	Уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	23.21	0.93	114,2	5	633,6	25	780,6	32
Глинопопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратаотдачи	Мешок, 1000	2900.97	2.9	9136	9	6048	6	23939	24
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1500			29692	20			29692	20
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			114	5	86,4	4	200,4	8
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			1142	46	864	35	2006	81
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200			45,7	1	248,4	2	294.1	2

Продолжение таблицы Д.3.4

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25					967,7	39	967,7	39
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000					13440	14	13440	14
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25					4838,4	194	4838,4	194
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200					1182,7	6	1182,7	6
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					4032	4	4032	4
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					6720	7	6720	7
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					3225,6	4	3225,6	4
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200					26,8	1	26,8	1
Кальцинированная сода	Регулирование жесткости	Мешок, 25	23,21	0,93	114,2	5	633,6	25	780,6	32

Приложение Д.4
(Обязательное)
Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.4 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,53	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	107,40	4,83
Под кондуктор									
40	800	БУРЕНИЕ	0,47	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	12	81,20	2,52
Под эксплуатационную колонну									
800	2330	БУРЕНИЕ	0,90	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	83,20	2,62
Отбор керна									
2245	2305	Отбор керна	0,51	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	95,10	2,88

Таблица Д.4.1 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	170	214	0,9	125	41,0	82
40	800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	170	214	0,9	56	18,37	36,74
800	2330	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	85	170	280	0,9	75	19,20	19,20
2245	2305	Отбор керна	УНБТ-950	1	85	170	280	0,9	63	16,13	16,13

Таблица Д.4.2 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	102,7	81,8	0	10,8	0,1	10
40	800	БУРЕНИЕ	153,9	44,8	40,4	42,7	16,1	10
800	2330	БУРЕНИЕ	268,5	44,1	25,9	84,7	108,3	5,4
2245	2305	Отбор керна	248,2	57,7	0	81,2	104,9	4,3

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица Е.1.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-40	393,7	590	11	24	0-40	0,0121	0,484
Кондуктор	40-800	269,9	840	12	32	40-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
Итого								11,64
Эксплуатационная	800-2330	188,9	1600	12	32	800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
2300-2330	0,0256	0,77						
Итого								32,45
Итого								44,09

(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица Е.2.1 - Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Красноярский край)

[illegible]

Продолжение таблицы Е.2.1

Установка центраторов			-					-
-направление			16					0,27
-кондуктор			47					0,81
- эксплуатационная ОЗЦ:								
-направление								4,0
-кондуктора								10,0
- эксплуатационной								22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м):								
-направление				30-40				1,84
-кондуктор				790-800				2,12
Промывка скважины (1 цикл)								
-направление								0,01
-кондуктор								0,11
- эксплуатационная								0,50
Спуск и подъем при ГИС								5,89
Геофизические работы								25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ								7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)								373,38
Ремонтные работы (3,3 %)								11,66
Общее время на скважину								642,21

Приложение И.1
(Обязательное)
Сметная стоимость строительства скважины

Таблица И.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительн ые работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,07	9,67	1,63	139,82	3,97	142,16
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,07	1,39	1,63	21,53	3,97	23,87
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,07	1,93	1,63	29,3	3,97	31,64
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,07	0,52	1,63	9,17	3,97	11,51
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,07	17,70	1,63	254,49	3,97	256,83
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,07	1,99	1,63	30,14	3,97	32,48
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,07	0,48	1,63	8,58	3,97	10,92
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,07	92,19	1,63	1318,63	3,97	1320,97
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,63	854,92	3,97	857,26

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,07	1,12	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,63	248,25	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	3,97	374,32
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,07	1,62	1,63	24,85	3,97	27,19
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,07	9,72	1,63	140,52	3,97	142,86
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,07	7,05	1,63	102,47	3,97	104,81
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,07	0,62	1,63	10,53	3,97	12,87
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,07	2,37	1,63	35,55	3,97	37,89
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,07	7,02	1,63	102,03	3,97	104,37
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,07	18,62	1,63	170,92	3,97	173,26
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,07	1,64	1,63	16,55	3,97	18,89
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы И.1

[illegible]

Таблица И.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99

Продолжение таблицы И.2

[illegible]

Таблица И.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	30583
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3	133812
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	36942
Итого по главе 5	36942
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829

Продолжение таблицы И.3

1	2
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	411887
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	67549
Итого по главе 7	67549
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38354
Итого по главе 8	38354
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23818
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15015
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9320
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	220
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	53267
Итого по главам 1-9	571057
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1142
Итого по главе 10	1142
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28841
Итого по главе 12	28841

Продолжение таблицы И.3

1	2
Итого по сводному сметному расчету	605660
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	123675772 22261639 145937411
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	

